

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Двоеглазов Семен Иванович
Должность: Директор
Дата подписания: 30.06.2025 12:52:22
Уникальный программный ключ:
2cc3f5fd1c09cc1a69668dd98bc3717111a1a535



МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Старооскольский филиал
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
**«Российский государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе»
(СОФ МГРИ)**

***Кафедра прикладной геологии, технологии поисков и разведки
месторождений полезных ископаемых***

ГИДРАВЛИКА И НЕФТЕГАЗОВАЯ ГИДРОМЕХАНИКА

**Методические указания по выполнению
курсового проекта
для студентов очной и заочной форм обучения
направления подготовки 21.03.01 –
«Нефтегазовое дело»**

Рекомендовано Ученым советом СОФ МГРИ

Старый Оскол, 2022 г.

УДК 532
ББК 30.12
Г 46

Составитель: ст. преп. Мелентьев С.Г.

Рецензент(ы): д.т.н, проф. Ю.А. Булыгин

Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика: Методические указания по выполнению курсового проекта для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 21.03.01 – «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин» /сост.: С.Г. Мелентьев. – Старый Оскол : СОФ МГРИ, 2022. – 45 с.

Методические указания содержат расчетные методики и задания для написания курсового проекта по дисциплине «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика», приведены справочные материалы. Методические указания предназначены для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 21.03.01 – «Нефтегазовое дело» профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Утверждено и рекомендовано к изданию Ученым советом СОФ МГРИ (протокол № 10 от 29 августа 2022 г.).

© С.Г. Мелентьев, 2022 г.

© СОФ МГРИ, 2022 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	4
1. Выбор варианта задания.....	5
2. Гидравлический расчет движения жидкости (газа) в скважине.....	16
3. Установившееся движение жидкости и газа в пористой среде.....	24
4. Оформление курсового проекта.....	39
Заключение.....	40
Список литературы.....	42
Приложение	43

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания предназначены для студентов заочной формы обучения специальности **21.03.01** «Нефтегазовое дело» и ставят своей целью закрепить теоретические знания по дисциплине «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика» на примере составления курсового проекта по движению нефти (газа) в пористой среде продуктивного горизонта при движении от контура питания к забою скважины и по стволу на устье скважины.

Для правильного понимания процессов, происходящих при движении нефти и газа по продуктивному пласту к добывающей скважине и подъема их с забоя скважины на поверхность, бакалавр нефтегазового дела должен знать особенности их движения, так как освоение нефтяных и газовых скважин, как правило, происходит в условиях постоянного изменения характеристик фильтрационного потока, поскольку перераспределяются давления по пласту, изменяются дебиты скважин, скорости фильтрации флюидов и т. д. Наиболее существенными являются неустановившиеся процессы, возникающие при пуске скважин в эксплуатацию, при остановке скважин или просто при резком изменении отборов из скважин.

1. ВЫБОР ВАРИАНТА ЗАДАНИЯ

Тема курсового проекта предоставляется руководителем курсового проектирования в соответствии с приказом о распределении тем студентам группы. Численные данные для выполнения курсового проекта выбираются из таблиц по последней цифре зачетной книжки. Величины, взятые из таблиц при расчетах, необходимо перевести в систему единиц СИ.

1.1 Выбор флюида

Выбор флюида (нефть или газ) указывается в задании на курсовое проектирование.

Свойства нефти и некоторые параметры скважины:

ρ - плотность нефти, кг/м^3 ;

μ - динамическая вязкость нефти, $\text{мПа}\cdot\text{с}$;

L - глубина скважины, м;

p_k - пластовое давление на контуре питания, МПа;

p_y - давление на устье, МПа;

$D_{ш}$ - диаметр отверстия в штуцере, мм.

Эти величины выбираются по последней цифре зачетной книжки из таблицы 1.1.

Таблица 1.1 – Исходные данные

Предпоследняя цифра	0	<u>1</u>	2	3	4	5	6	7	8	9
ρ , кг/м^3	700	<u>715</u>	730	745	760	775	790	805	820	835
μ , $\text{мПа}\cdot\text{с}$	1	<u>3</u>	8	16	30	50	80	100	130	150
L , м	440	<u>925</u>	1590	1950	3020	3775	4390	5105	5820	6350
p_k , МПа	5	<u>11</u>	17	21	32	39	46	53	61	66
p_y , МПа	0,1	<u>0,2</u>	0,3	0,4	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,2
$D_{ш}$, мм	10	<u>15</u>	20	25	30	35	40	45	50	30

Свойства газа и некоторые параметры скважины:

$\rho_{ат}$ - плотность газа при атмосферном давлении, кг/м³;

μ - динамическая вязкость газа, мПа·с;

L - глубина скважины, м;

p_k - пластовое давление на контуре питания, МПа;

p_y - давление на устье, МПа.

Эти величины выбираются по последней цифре из таблицы 1.2.

Таблица 1.2 – Исходные данные

Предпоследняя цифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$\rho_{ат}$, кг/м ³	0,72	0,74	0,75	0,77	0,79	0,81	0,82	0,83	0,85	0,86
μ , мПа·с	0,006	0,007	0,008	0,011	0,013	0,010	0,018	0,019	0,021	0,025
L , м	540	1025	1690	2150	3120	3875	4490	5205	5920	6450
p_k , МПа	4	10	16	20	31	37	44	50	59	63
p_y , МПа	3,4	8,1	13,1	15	16	22	29	30	31	33

Пластовую температуру t_n приблизительно можно рассчитать, зная глубину залегания пласта (глубину скважины L) по формуле $t_n = \omega_n \cdot L$, где ω_n - геотермический градиент (принять равным 0,02°C/м).

1.2 Выбор области движения

Выбор области движения указывается в задании на курсовое проектирование.

Если движение происходит внутри насосно-компрессорных труб (НКТ).

Геометрические параметры:

D_v - внутренний диаметр НКТ, мм;

$L_{НКТ}$ - длина НКТ, м;

$D_{зв}$ - внутренний диаметр замка НКТ, мм;

Δ - шероховатость стенок НКТ, мм;

$D_{ок}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, мм;

D_c - диаметр скважины, мм.

Эти величины выбираются по последней цифре из таблицы 1.3.

Таблица 1.3 – Исходные данные

Последняя цифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$D_{вн}$, мм	50,3	62,0	59,0	75,9	72,9	88,6	100,3	50,3	62,0	59,0
$L_{нкт}$, м	10	10	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10	5,5	8,5
$D_{зв}$, мм	48,3	60,0	57,0	73,9	70,9	86,6	98,3	48,3	60,0	57,0
Δ , мм	0,5	0,1	0,17	0,21	0,32	0,39	0,46	0,27	0,61	0,15
$D_{ок}$, мм	190,7	193,7	196,3	198,7	201,3	203,7	205,7	190,7	193,7	196,3
$D_{с}$, мм	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1

Если движение происходит между насосно-компрессорных труб (НКТ) и обсадной колонной.

Геометрические параметры:

D_n - наружный диаметр НКТ, мм; $L_{нкт}$ - длина НКТ, м;

$D_{зн}$ - наружный диаметр замка НКТ, мм;

Δ - шероховатость стенок, мм;

$D_{ок}$ - внутренний диаметр обсадной колонны, мм; D_c - диаметр скважины, мм.

Эти величины выбираются по последней цифре из таблицы 1.4.

Таблица 1.4 – Исходные данные

Последняя цифра	0	1	2	3	4	5	<u>6</u>	7	8	9
D_n , мм	60,3	73,0	73,0	88,9	88,9	101,6	<u>114,3</u>	60,3	73,0	73,0
$L_{нкт}$, м	10	10	5,5	6,5	7,5	8,5	<u>9,5</u>	10	5,5	8,5
$D_{зн}$, мм	71,0	84,0	86,0	102,0	104,0	116,0	<u>130,0</u>	71,0	84,0	86,0
Δ , мм	0,75	0,6	0,57	0,41	0,32	0,39	<u>0,36</u>	0,23	0,1	0,15
$D_{ок}$, мм	190,7	193,7	196,3	198,7	201,3	203,7	<u>205,7</u>	190,7	193,7	196,3
D_c , мм	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1	219,1	<u>219,1</u>	219,1	219,1	219,1

Замечание. В случае движения газа наружный и внутренний диаметры замка НКТ не потребуются.

1.3 Выбор расположения скважины

Выбор расположения скважины производится по двум последним цифрам зачетной книжки по таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Исходные данные

Две последние цифры	Номер рисунка
00, 08, <u>16</u> , 24, 32, 40, 48, 56, 64, 72, 80, 88, 96	<u>1.1</u>
01, 09, 17, 25, 33, 41, 49, 57, 65, 73, 81, 89, 97	1.2
02, 10, 18, 26, 34, 42, 50, 58, 66, 74, 82, 90, 98	1.3
03, 11, 19, 27, 35, 43, 51, 59, 67, 75, 83, 91, 99	1.4
04, 12, 20, 28, 36, 44, 52, 60, 68, 76, 84, 92	1.5
05, 13, 21, 29, 37, 45, 53, 61, 69, 77, 85, 93	1.6
06, 14, 22, 30, 38, 46, 54, 62, 70, 78, 86, 94	1.7
07, 15, 23, 31, 39, 47, 55, 63, 71, 79, 87, 95	1.8

На рисунках обозначено:

а - расстояние от скважины до прямолинейного контура питания или непроницаемой границы, м (рисунки 1.1 - 1.6);

б - расстояние от скважины до прямолинейного контура питания или непроницаемой границы, м (рисунки 1.3 - 1.6);

R_k - расстояние от скважины до контура питания, м;

R_6 - расстояние от угла до скважины, м (рисунки 1.7 - 1.8).

Численные значения выбираются по последней цифре из таблицы 1.6.

Таблица 1.6 – Исходные данные

Последняя цифра	0	1	2	3	4	5	<u>6</u>	7	8	9
а , м	50	80	100	120	150	170	<u>200</u>	220	240	250
б , м	120	150	170	200	220	240	<u>250</u>	50	80	100
R_k , м	350	400	450	500	550	600	<u>650</u>	700	750	800
R_6 , м	100	150	200	250	300	100	<u>150</u>	200	250	300

Схемы расположения скважин

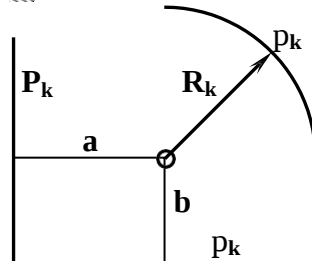
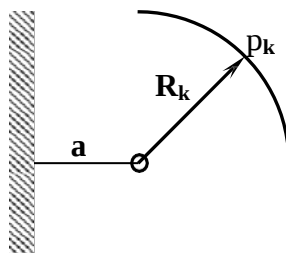
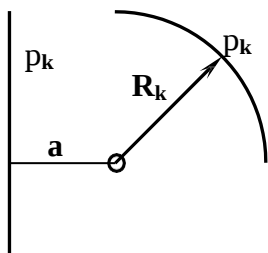


Рисунок 1.1 Рисунок 1.2 Рисунок 1.3

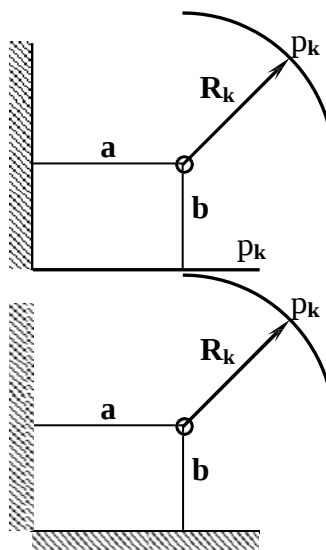
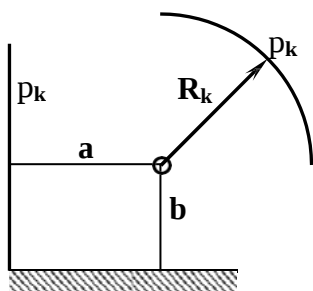


Рисунок 1.4 Рисунок 1.5 Рисунок 1.6

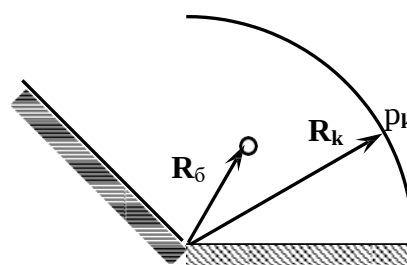
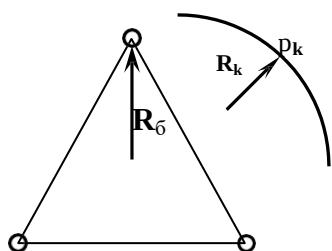


Рисунок 1.7 Рисунок 1.8

На рисунке 1.7 скважины расположены по сторонам равностороннего треугольника и одинаковы. На рисунке 1.8 угол между непроницаемыми границами 120° и скважина находится в середине этого угла.

1.4 Выбор неоднородности пласта

Выбор вида неоднородности пласта указывается в задании на курсовое проектирование.

Если пласт неоднородный по толщине.

Параметры неоднородности:

N - число пропластков, (пропластки нумеруются сверху вниз);

k_i - проницаемость i - того пропластка, мкм^2 ($1 \text{ мкм}^2 = 10^{-12} \text{ м}^2$);

h_i - толщина i - того пропластка, м.

Численные значения выбираются по последней цифре из таблицы 1.7.

Таблица 1.7 – Исходные данные

Последняя цифра	0	1	2	3	4	5	<u>6</u>	7	8	9
N	2	3	4	5	2	3	<u>4</u>	5	2	3
$k_i, \text{мкм}^2$	0,25	0,37	0,27	0,22	0,37	0,25	<u>0,38</u>	0,31	0,32	0,27
	0,45	0,15	0,18	0,11	0,55	0,08	<u>0,29</u>	0,21	0,45	0,15
		0,43	0,32	0,08		0,33	<u>0,43</u>	0,17		0,43
			0,20	0,05			<u>0,31</u>	0,11		
				0,15				0,27		
$h_i, \text{м}$	2,0	1,5	4,0	3,5	5,5	2,5	<u>6,0</u>	6,5	25,0	15,5
	3,0	4,0	3,2	5,0	6,5	5,0	<u>6,2</u>	8,0	30,0	14,0
		2,0	2,2	6,0		3,8	<u>4,2</u>	11,0		12,0
			1,8	7,0			<u>3,8</u>	17,0		
				4,2				7,2		

Если **пласт зонально-неоднородный**.

Параметры неоднородности:

N - число зон, (зоны нумеруются от скважины);

k_i - проницаемость i - той зоны, m^2 ;

R_i - внешний радиус i - той зоны, м; h - толщина пласта, м.

Численные значения выбираются по последней цифре из таблицы 1.8.

Таблица 1.8 – Исходные данные

Последняя цифра	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
N	2	3	4	5	2	3	4	5	2	3
k_i, m^2	0,15	0,07	0,70	0,02	0,5	0,67	0,17	0,48	0,45	0,27
	0,55	0,15	0,40	0,11	0,35	0,55	0,28	0,31	0,14	0,35
		0,43	0,32	0,18		0,43	0,32	0,28		0,48
			0,20	0,25			0,42	0,22		
				0,35				0,15		
R_i, m	1,0	0,5	0,4	0,35	0,5	1,5	0,6	0,3	1,9	0,9
	R_k	2,0	1,2	0,8	R_k	2,7	1,2	1,8	R_k	4,0
		R_k	2,2	1,3		R_k	3,2	2,9		R_k
			R_k	2,5			R_k	8,0		
				R_k				R_k		
h, m	5,2	7,8	11,3	13,5	16,8	20,4	22,7	24,1	25,9	31,2

Замечание. Внутренний радиус первой зоны R_0 равен радиусу скважины r_c и равен половине диаметра скважины D_c , который задан в разделе 1.2.

1.5 Несовершенство скважин

Скважина считается несовершенной по степени и характеру вскрытия.

Показатели несовершенства по степени вскрытия:

$\bar{h} = b/h$ - степень вскрытия пласта или пропластка;

h - толщина рассматриваемого пласта или пропластка, м;

b - вскрытая часть рассматриваемого пласта или пропластка, м.

Показатели несовершенства по характеру вскрытия:

$l_{\text{п}}$ - длина перфорационного канала, см;

$d_{\text{п}}$ - диаметром перфорационного канала, см;

$n_{\text{п}}$ - число перфорационных отверстий на один метр скважины, отв./м.

Численные значения выбираются по последней цифре из таблицы 1.9.

Таблица 1.9 – Исходные данные

Последняя цифра	0	1	2	3	4	5	<u>6</u>	7	8	9
$\bar{h}$, %	10	20	30	40	50	60	<u>70</u>	80	90	40
$l_{\text{п}}$, см	0	2	5	10	20	0	<u>2</u>	5	10	20
$d_{\text{п}}$, см	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	<u>1,0</u>	1,2	1,4	1,6
$n_{\text{п}}$, отв./м	8	10	12	14	16	18	<u>20</u>	22	20	18

1.6 Постановка задачи

По выбранным данным рисуем схемы расположения скважины в соответствии с вариантом. При построении схемы масштаб не соблюдается, но проставляются значения всех геометрических параметров. Графическая часть выполняется в виде рисунков и графиков на компьютере. Ниже приведен пример задания и схема к нему (вариант №16).

Скважина радиусом $r_c = D_c/2 = 219,1/2 = 109,5$ мм = 0,109 м пробурена на глубину $L = 925$ м и вскрывает нефтяной горизонтальный пласт с круговым контуром питания на расстоянии $R_k = 650$ м от скважины, толщиной $h = 6,0 + 6,2 + 4,2 + 3,8 = 20,2$ м. В пласте и скважине происходит однофазное

установившееся движение. Давление на контуре $p_k = 11$ МПа, давление на устье $p_y = 0,2$ МПа. Вязкость и плотность флюида в пластовых условиях равны, соответственно, $\mu = 3$ мПа·с = $3 \cdot 10^{-3}$ Па·с, $\rho = 715$ кг/м³, эквивалентная шероховатость стенок скважины и труб $\Delta = 0,36$ мм = $0,36 \cdot 10^{-3}$ м.

В соответствии с вариантом задания необходимо учесть следующие пункты (некоторые из них могут отсутствовать): А, Б, В, Г, Д, Е, Ж, З.

А. В скважину спущена колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) с наружным диаметром $D_n = 114,3$ мм = $0,114$ м. Нефть движется по кольцевому пространству между НКТ и стенкой обсадной колонны.

Б. Местными сопротивлениями являются замки в местах соединения труб. Наружный диаметр замка $D_{zn} = 130$ мм, длина трубы $L_{нкт} = 9,5$ м. Диаметр штуцера $D_{шт} = 15$ мм.

В. Пласт является зонально-неоднородным и имеет N = кольцевых зон с различными проницаемостями k_i и различными радиусами кольцевых зон R_i . Этого пункта в данном варианте НЕТ.

Г. Пласт является неоднородным по толщине и имеет $N = 4$ пропластка, изолированных друг от друга с проницаемостями $k_i = 0,38; 0,29; 0,43; 0,31$ мкм² и толщинами $h_i = 6,0; 6,2; 4,2; 3,8$ м. Очевидно, что $h = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 = 20,2$ м. Д. Скважина несовершенна по степени вскрытия и вскрывает нижний, четвертый, пропласток на глубину $b/h_4 = 70 \% = 0,7$.

Е. Скважина несовершенна по характеру вскрытия, т.к. по всей вскрытой толщине пласта имеет $n_{\pi} = 20$ отверстий на один погонный метр толщины пласта диаметром $d_{\pi} = 1,0$ см. Глубина проникновения перфорационного канала в породу $l_{\pi} = 2$ см.

Ж. На расстоянии $a = 200$ м от скважины находится прямолинейный контур питания.

На рисунке 1.1 показана схема притока и движения флюида в скважине (третий пропласток не показан). На рисунке 1.2 показана схема расположения скважины в пласте. На этих рисунках цифрами обозначены:

1 - стенка скважины; 2 - колонна труб НКТ; 3 - перфорационные отверстия; 4 - первый пропласток; 5 – штуцер; 6 – пакер; 7 - прямолинейный контур питания; 8 - удаленный контур питания.

При составлении схем следует внимательно следить за соответствием схемы заданию на курсовую работу, т.к. ошибки в схемах приведут к дальнейшим ошибкам в расчетах.

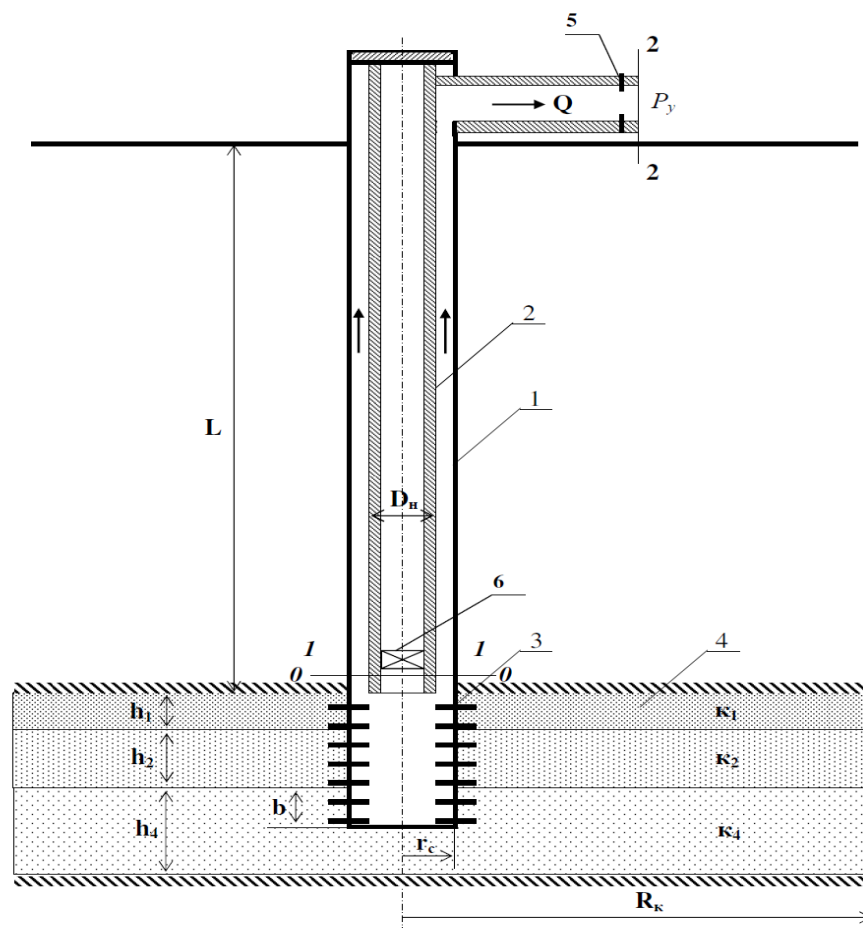


Рисунок 1.1 - Схема притока и движения флюида в скважине

1 – стенка скважины; 2 – колонна труб; 3 – перфорационные отверстия; 4 – первый пропласток.

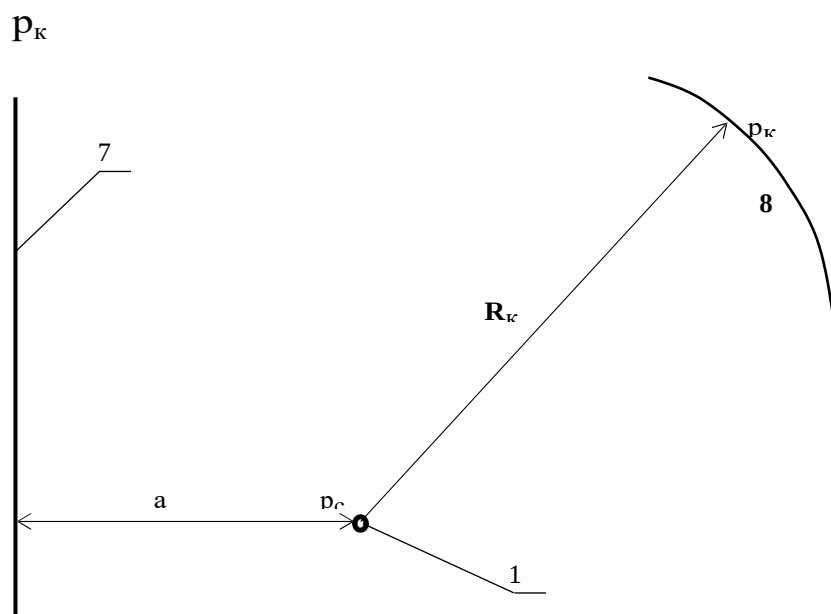


Рисунок 1.2 - Схема расположения скважины в пласте

1 – скважина;

7 – прямолинейный контур питания; 8 – удаленный контур питания.

2.ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ДВИЖЕНИЯ ЖИДКОСТИ (ГАЗА) В СКВАЖИНЕ

2.1 Уравнение бернулли

Для применения уравнения Бернулли необходимо выбрать плоскость сравнения (обозначается 0-0). Плоскостью сравнения может служить любая горизонтальная плоскость. Также необходимо выбрать два сечения. Сечения проводятся перпендикулярно вектору скорости. Нумерация сечений производится по направлению движения жидкости. Уравнение Бернулли для установившегося движения реальной несжимаемой жидкости записывается:

$$z_1 + (p_1/\rho g) + (\alpha_1 v_1^2/2g) = z_2 + (p_2/\rho g) + (\alpha_2 v_2^2/2g) + h_{1-2}, \quad (2.1)$$

где z - расстояние от плоскости сравнения до центра тяжести сечения.

Если сечение лежит ниже плоскости сравнения, то z отрицательно;

p - абсолютное или манометрическое давление в сечениях;

ρ - плотность несжимаемой жидкости;

α - коэффициент кинетической энергии. Обычно принимается равным единице;

v - средняя скорость в сечениях;

g - ускорение свободного падения;

h_{1-2} - потери напора между сечениями 1 и 2. Они представляют собой сумму потерь напора по длине и сумму потерь напора на местных сопротивлениях

$$h_{1-2} = \sum h_m + \sum h_d \quad (2.2)$$

На схеме (рисунок 1.1) плоскость сравнения удобно выбрать по поверхности земли, сечение 1-1 у кровли пласта, а сечение 2-2 за штуцером. Тогда $z_1 = -L$, $z_2 = 0$, т.к. $z_2 \ll z_1$, $p_1 = p_3$, $p_2 = p_y$. Скоростными напорами $\alpha_1 v_1^2/2g$ и $\alpha_2 v_2^2/2g$ пренебрегаем, т.к. они малы по сравнению с потерями напора по длине. Из формулы (2.1) найдем давление у кровли пласта:

$$p_3 = p_y + \rho g (L + h_{1-2}). \quad (2.3)$$

2.2 Уравнение неразрывности

Уравнение неразрывности является следствием закона сохранения массы. Если поток ограничен непроницаемыми стенками, то при установившемся движении масса жидкости или газа, прошедшая через любое сечение потока за одно и то же время, будет одинакова. Поэтому массовый расход Q_m постоянен $Q_m = \text{const}$. Массовый расход связан с объемным расходом Q и средней скоростью v с отношениями:

$$Q_m = \rho Q = \rho \omega v = \text{const}, \quad (2.4)$$

где ρ - плотность газа;

ω - площадь поперечного сечения.

В общем случае при движении сжимаемой жидкости и газа плотность и объемный расход меняются по длине потока, т.к. давление по длине потока падает, а соответственно падает плотность газа и увеличивается объемный расход.

Часто вместо массового расхода при движении газа рассматривают приведенный к нормальным условиям объемный расход Q_{am} .

$$Q_{am} = Q_m / \rho_{am} = Q \rho / \rho_{am}. \quad (2.5)$$

При движении несжимаемой жидкости ($\rho = \text{const}$), уравнение неразрывности (2.4) упрощается:

$$Q_m / \rho = Q = v \omega = \text{const}. \quad (2.6)$$

Поэтому исходя из уравнения неразрывности при известном массовом расходе, плотности и площади поперечного сечения потока, можно найти среднюю скорость движения в поперечном сечении

$$v = Q_m / \rho \omega, \quad (2.7)$$

а для несжимаемой жидкости

$$v = Q / \omega. \quad (2.8)$$

2.3 Потери напора по длине

Потери напора по длине определяются по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$H_d = \lambda \ell v^2 / D 2g, \quad (2.9)$$

где ℓ - длина трубы (или участка трубы) на котором определяются потери напора;

D – диаметр трубы;

v - средняя скорость в трубе;

$\lambda = \lambda (Re, \Delta/D)$ - коэффициент гидравлического сопротивления трения.

Коэффициент гидравлического сопротивления трения зависит от двух безразмерных параметров Re - числа Рейнольдса и Δ/D - относительной шероховатости трубы.

Число Рейнольдса определяется по формуле:

$$Re = v D \rho / \mu = v D / \nu, \quad (2.10)$$

где μ - динамическая вязкость жидкости, Па с;

ν - кинематическая вязкость жидкости, м²/с.

Для определения коэффициента гидравлического сопротивления трения существует много различных формул. Удобно пользоваться следующими формулами.

Для ламинарного режима движения:

$$\lambda = 64/Re, \text{ если } Re < 2000. \quad (2.11)$$

Для турбулентного режима движения:

$$\lambda = 0,11 (68/Re + \Delta/D)^{0,25}, \text{ если } Re > 2000. \quad (2.12)$$

Потери напора на местных сопротивлениях определяются по формуле:

$$h_m = \xi_m v^2 / 2g \quad (2.13)$$

где v - средняя скорость движения жидкости;

ξ_m - коэффициент местного сопротивления.

Потеря напора на местном сопротивлении может определяться как по скорости до местного сопротивления, так и по скорости после местного сопротивления. Так как скорости по величине могут быть разными, то в этих случаях для одного и того же местного сопротивления будут разные значения ξ_m , принято определять потери напора по скорости после местного сопротивления. Исключение составляет расширение трубопровода (выход потока из трубы в бак), где потери определяются по скорости до местного сопротивления.

Замковые соединения труб представляют собой сужение и расширение потока и поэтому представляют собой сумму потерь напора на сужение и расширение. Эти потери напора будем определять по скорости до замкового сопротивления, тогда коэффициент на сужение определяется по формуле

$$\xi_c = \left\{ \left(\omega / \omega_m \right) - 1 \right\}^2 \quad (2.14)$$

а для расширения по формуле

$$\xi_p = 0.5 \left\{ \left(\omega / \omega_m \right) - 1 \right\} \omega / \omega_m \quad (2.15)$$

Здесь ω - площадь поперечного сечения до замка, ω_m - минимальная площадь поперечного сечения в замке.

Число замковых соединений зависит от глубины скважины и длины одной трубы НКТ $n = L/L_{\text{НКТ}}$. Тогда коэффициент сопротивления на всех замках будет равен:

$$\xi_s = n(\xi_p + \xi_c) \quad (2.16)$$

Коэффициент сопротивления штуцера зависит от отношения площадей поперечных сечений отверстия штуцера $\omega_{\text{шт}}$ и труб арматуры ω_a на устье скважины (диаметр труб арматуры принимается равным 63 мм) и определяется по таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Определение коэффициента сопротивления штуцера

$\omega_{\text{шт}}/\omega_a$	0,05	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
$\xi_{\text{шт}}$	1105	245	51,2	18,2	8,25	4,0	2,0	0,97	0,42	0,13	0,0

С учетом разных площадей поперечного сечения скважины и арматуры коэффициент сопротивления штуцера определяется по формуле

$$\xi_{\text{шт}} = \omega_{\text{шт}} \{ \omega_{\text{шт}} / \omega_a \}^2 \quad (2.17)$$

2.5 Потери напора в некруглых трубах

При движении жидкости по трубам некруглого сечения расчет производится с учетом следующих особенностей.

Вводится понятие эквивалентного диаметра D_3 :

$$D_3 = 4 \omega / \chi, \quad (2.18)$$

где ω - площадь сечения;

χ - смоченный периметр - это часть периметра живого сечения, где жидкость соприкасается со стенками.

Для кольцевого пространства с диаметрами D и d площадь, смоченный периметр и эквивалентный диаметр равны:

$$\begin{aligned} \omega &= \pi (D^2 - d^2) / 4; \\ \chi &= \pi (D + d); \\ D_3 &= 4 \omega / \chi = (D - d). \end{aligned} \quad (2.19)$$

При расчете потерь напора и числа Рейнольдса в формулах (2.8) и (2.7) вместо диаметра D подставляется эквивалентный диаметр D_3 . Средняя скорость в трубе определяется $v = Q / \omega$.

2.6 Движение газа по трубам

Малые перепады давлений. Если перепад давления мал, т.е. $(p_1 - p_2) / p_1 = 0,1$, то в этом случае с точностью до 10% можно сжимаемостью газа пренебречь и расчет вести как для несжимаемой жидкости. Для расчета необходимо найти среднее давление $p_{\text{ср}}$ в колонне труб, среднюю температуру $T_{\text{ср}}$, среднее значение коэффициента сверхсжимаемости $z_{\text{ср}}$ (для идеального газа $z_{\text{ср}} = 1$). Так как давление на забое скважины неизвестно, то в первом приближении давление на забое скважины можно принять равным

пластовому. Считая температуру газа на поверхности равной 20°C (293°K), а пластовую температуру $T_{пл}$, получим:

$$p_{cp} = 0,5 (p_y + p_z), T_{cp} = 0,5 (293 + T_{пл}). \quad (2.20)$$

Движение газа считается изотермическим, поэтому средняя плотность идеального газа находится как

$$\rho_{cp} = \rho_{ат} p_{cp} T_{ат} / (p_{ат} T_{cp}). \quad (2.21)$$

где $p_{ат}$ - атмосферное давление, принимается равным 0,1 МПа;

$\rho_{ат}$ - плотность газа при стандартных условиях;

$T_{ат}$ - стандартных температура (293°K).

Объемный расход, приведенный к среднему значению давления и температуры в скважине, определится по формуле

$$Q = Q_{ат} \rho_{ат} / \rho_{cp}, \quad (2.22)$$

а средние скорости движения газа

$$v = Q/\omega. \quad (2.23)$$

Дальнейший расчет ведется аналогично расчету движения несжимаемой жидкости. По окончании расчета будет найдено в первом приближении давление на забое скважины. После этого найдем уточненное значение среднего давления и средней плотности газа по формулам (2.20, 2.21) и в ходе расчета найдем новое значение забойного давления. Таким образом, дальнейшие расчеты продолжать до тех пор, пока значение старого и нового забойного давления будут отличаться не более чем на 1%.

Большие перепады давлений. Если перепад на забое и устье большой, т.е. $(p_1 - p_2)/p_1 > 0,1$, то в этом случае удобно пользоваться формулой Адамова. Для расчета необходимо найти среднее давление p_{cp} в колонне труб, среднюю температуру T_{cp} , среднее значение коэффициента сверхсжимаемости z_{cp} (для идеального газа $z_{cp} = 1$). Так как давление на забое скважины неизвестно, то в первом приближении давление на забое

скважины можно принять равным пластовому. Считая температуру газа на поверхности равной 20°C (293°K), а пластовую температуру $T_{пл}$ получим

$$p^2 = p^2 e^{2s} + B (e^{2s} - 1), \quad (2.24)$$

здесь

$$2s = \frac{2 c_{ат} g T_{ат}}{p_{ат} z_{ср} T_{ср}}; \quad (2.25)$$

$$B = \frac{\pi p_{ат}^2 T_{ср}^2 z_{ср}^2}{2 D_3 g \mu^2 T_{ат}^2} Q_{ат}^2$$

Коэффициент гидравлического сопротивления трения рассчитывается по формулам раздела 2.3, только число Рейнольдса удобнее рассчитывать по формуле:

$$Re = \frac{v D_3 c}{\mu} = \frac{c_{ат} Q_{ат} D_3}{\mu \mu}. \quad (2.26)$$

2.7 Порядок расчета

1). Задаемся максимальными значениями расхода. Расход (дебит) нефтяных и газовых скважин зависит от диаметра труб, перепада давления, вязкости, проницаемости пласта и многих других причин. Поэтому максимально возможные значения расхода (дебита) данной скважины задать, даже ориентировочно, трудно. Например, дебит нефтяных скважин составляет от 10 до 100 м³/сут. Для газовых скважин значение приведенного дебита, например, порядка 1000000 м³/сут.

2). При заданном максимальном расходе (дебите) определяют среднюю скорость движения жидкости (газа) (п. 2.2), число Рейнольдса (п. 2.3), коэффициент гидравлического сопротивления трения (п. 2.3), коэффициент

местных сопротивлений, потери напора и находят значение давления на забое скважины. При расчете движения газа в скважине, порядок расчета определения забойного давления определяется согласно пункту 2.6.

3). Задаемся значениями расхода (дебита), которые составляют 0,8; 0,6; 0,4; 0,2 и 0 от максимального значения расхода (дебита). Расчет производится аналогично пункту 2).

4). Результаты расчета удобно оформить в виде таблицы (таблица 2.2). В столбце примечаний указываются значения коэффициентов местных сопротивлений, вязкости жидкости, плотности газа при атмосферных условиях.

5). На основании расчетов строится зависимость забойного давления от расхода (рисунок 3.3).

Таблица 2.1 – Результаты расчетов

№№ по п.п.	Расход Q	Плотность ρ ($\rho_{\text{гп}}$)	Скорость $v = Q/\omega$	Число Рейнольдса Re	Режим движения	Коэффициент гидравлического сопротивления трения λ	Потери напора между сечениями 1 и 2 h_{1-2}	Забойное давление P_3	Примечание
	м ³ /с	кг/м ³	м/с	-	-	-	м	МПа	
1.									
2.									
3.									
4.									
5.									
6.	0								

Замечание. Нулевое значение расхода берется обязательно.

3. УСТАНОВИВШЕЕСЯ ДВИЖЕНИЕ ЖИДКОСТИ И ГАЗА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

3.1 Основные понятия

Пористая среда представляет собой множество твердых частиц, пространство между которыми (поры, трещины) заполнено жидкостью или газом [2]. Коэффициентом пористости m называется отношение объема пор в образе $W_{\text{п}}$ к объему образца W :

$$m = W_{\text{п}}/W. \quad (3.1)$$

Просветностью n называется отношение площади просветов $\omega_{\text{п}}$ в поперечном сечении образца к площади поперечного сечения этого образца:

$$n = \omega_{\text{п}}/\omega, \quad (3.2)$$

Можно доказать, что средняя просветность равна пористости. Жидкость в образце породы движется только по порам, поэтому при известном объемном расходе жидкости (газа) действительная скорость движения частиц жидкости v равна:

$$v = Q/\omega_{\text{п}}, \quad (3.3)$$

Удобно ввести фиктивную скорость, которую назовем скоростью фильтрации u . Эта скорость соответствует движению жидкости, как через поры образца, так и через породу. Поэтому при том же объемном расходе через образец, скорость фильтрации определяется:

$$u = Q/\omega. \quad (3.4)$$

Скорость фильтрации связана с действительной скоростью соотношением

$$u = m v. \quad (3.5)$$

Из сравнения формулы для скорости фильтрации (3.4) и формулы для движения жидкости по трубам (2.7) видно, что они имеют один и тот же вид, т.к. закон сохранения массы справедлив и при фильтрации жидкости (газа),

то уравнение неразрывности при фильтрации жидкости будет иметь тот же вид, что и при движении жидкости по трубам.

Для жидкости и газа:

$$Q_m = \rho \omega u = \text{const} \quad (3.6)$$

Для несжимаемой жидкости ($\rho = \text{const}(p)$) это уравнение упрощается:

$$Q = \omega u = \text{const} \quad (3.7)$$

3.2 Закон Дарси

Движение однородной жидкости пористой среде определяется силами давления и силами тяжести. Основное соотношение теории фильтрации - закон Дарси - устанавливает связь между величиной скорости фильтрации вдоль линии тока и силами, действующими в жидкости, и записывается:

$$u = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial p^*}{\partial s}, \quad (3.8)$$

где u - скорость фильтрации вдоль линии тока;

k - коэффициент проницаемости, который характеризует свойства породы;

μ - динамический коэффициент вязкости;

∂s - расстояние между двумя бесконечно близкими точками линии тока;

∂p^* - перепад приведенных давлений в этих точках.

Приведенное давление зависит от давления в данной точке, плотности жидкости ρ , ускорения силы тяжести g , расстояния z от плоскости сравнения до данной точки и определяется:

$$p^* = p + \rho g z. \quad (3.9)$$

При движении жидкости в горизонтальных пластах ($z = \text{const}$), второе слагаемое постоянно и при подстановке в формулу (3.9) обращается в нуль.

Поэтому в горизонтальных пластах при движении однородной жидкости приведенное давление можно положить равным давлению в данной точке.

При больших скоростях движения жидкости, особенно часто это касается газа, происходит нарушение закона Дарси. В этом случае необходимо пользоваться нелинейными законами фильтрации.

3.3. Расчет дебита скважины

Если скважина вскрывает пласт на всю толщину пласта h и фильтрация происходит по всей боковой поверхности, то скважина называется совершенной. Поперечные сечения представляют собой боковую поверхность цилиндра радиусом r и высотой h . Поэтому площадь поперечного сечения равна:

$$\omega = 2 \pi r h. \quad (3.10)$$

При движении несжимаемой жидкости удобно пользоваться уравнением неразрывности в виде:

$$Q = u \omega = \text{const}. \quad (3.11)$$

Частицы жидкости к скважине движутся от контура питания по радиусам. Поэтому радиусы являются линиями тока и расстояние вдоль линии тока удобно отсчитывать от радиуса контура питания R_k . Оно будет равно:

$$S = R_k - r, \quad dS = -dr. \quad (3.12)$$

Тогда закон Дарси (3.8) запишется в виде:

$$Q = \frac{k}{m} \frac{\partial p}{\partial r} 2 \pi r h. \quad (3.13)$$

Используя соотношения (3.10) и (3.11), последнее уравнение легко интегрируется. Если заданы давления на контуре питания p_k и на скважине p_z , и известен радиус скважины r_c , то дебит (расход), скважины находится по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 p k h}{m} \frac{(p_k - p_c)}{\ln(R_k/r_c)}. \quad (3.14)$$

Практически давление на скважине совпадает с забойным давлением, которое рассчитывается во второй главе ($p_c = p_3$).

3.4. Несовершенные скважины

Если скважина вскрывает пласт не на всю толщину, а на некоторую глубину b , то скважина называется несовершенной по степени вскрытия. При этом b/h называется относительным вскрытием пласта.

Если скважина сообщается с пластом не по всей боковой поверхности, а только через специальные отверстия, то такую скважину называют несовершенной по характеру вскрытия. Дебит несовершенных скважин определяется по формуле

$$Q = \frac{2 p k h}{m} \frac{(p_k - p_c)}{(\ln(R_k/r_c) + C_1 + C_2)}. \quad (3.15)$$

где C_1, C_2 - безразмерные коэффициенты.

Эти коэффициенты удобно определять по графикам В.И. Щурова или аналитическим зависимостям, которые приведены в [3, 4].

Коэффициент C_1 учитывающий дополнительное фильтрационное сопротивление в призабойной зоне пласта из-за несовершенства скважины по степени вскрытия зависит только от относительного вскрытия пласта h и отношения толщины пласта к диаметру скважины h/D_c .

Коэффициент C_2 учитывающий дополнительное фильтрационное сопротивление в призабойной зоне пласта из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия зависит от диаметра перфорационного канала d_n , числа отверстий на один погонный метр длины скважины n_n и длины

перфорационного канала $l_{\text{п}}$. По следующим безразмерным параметрам определяются:

$l_{\text{п}}/D_c$ – график, по которому находится C_2 ,

$d_{\text{п}}/D_c$ – номер линии на этом графике;

$n_{\text{п}} D_c$ – значение C_2 .

В отличие от C_1 , C_2 может принимать отрицательные значения, что приводит при прочих равных условиях к увеличению дебита скважины. Удобно ввести понятие о приведенном радиусе r'_c , т.е. радиус такой совершенной скважины, дебит которой равен дебиту данной несовершенной скважины:

$$r'_c = r_c \exp(-(C_1 + C_2)). \quad (3.16)$$

Тогда формула (3.14) запишется в виде:

$$Q = \frac{2 p_k h}{m} \frac{(p_k - p_c)}{\ln(R_k / r'_c)}. \quad (3.17)$$

3.5. Неоднородный пласт

Часто встречаются пласты, значительные области которых сильно отличаются друг от друга по фильтрационным характеристикам. Можно выделить два основных вида неоднородностей такого типа – это слоисто – неоднородные и зонально – неоднородные пласты. Слоисто – неоднородный пласт состоит из пропластков разной толщины h_i и проницаемости k_i . Часто пропластки разделены непроницаемыми границами. В других случаях между ними существуют перетоки. В случае непроницаемых границ между пропластками, каждый пропласток можно считать, как отдельный пласт, со своей проницаемостью, толщиной и дебитом Q_i . Поэтому дебит скважины в таком пропластке будет определяться по формуле Дюпюи:

$$Q_i = \frac{2 p k_i h_i}{M} \frac{(p_k - p_c)}{\ln(R_k/r_c)}. \quad (3.18)$$

А дебит всей скважины будет равен сумме дебитов всех пропластков:

$$Q = \sum_i^n Q_i = \frac{2 p \sum_i^n k_i h_i}{M} \frac{(p_k - p_c)}{\ln(R_k/r_c)}. \quad (3.19)$$

Если заменить слоисто - неоднородный пласт однородным с проницаемостью k_{cp} таким образом, что дебиты слоисто - неоднородного и однородного пласте были равны, тогда среднюю проницаемость можно определить по формуле:

$$k_{cp} = \frac{1}{h} \sum_i^n k_i h_i. \quad (3.20)$$

Зонально-неоднородный пласт состоит из кольцевых зон. В пределах каждой той зоны ($i = 1, 2, \dots, n$) проницаемость постоянна и равна k_i . Наружный и внутренний радиусы зоны равны соответственно R_i, R_{i-1} . Причем, внутренний радиус первой зоны равен радиусу скважины $R_0 = r_c$, давление жидкости на этой границе равно давлению на скважине $p_0 = p_c$. Наружный радиус последней зоны равен радиусу контура питания $R_n = R_k$, а давление на нем $p_n = p_k$.

При движении жидкости к скважине в зонально-неоднородном пласте, дебит в любом поперечном сечении потока жидкости в любой из зон будет один и тот же и равен дебиту скважины. В пределах каждой зоны будет справедлива формула Дюпюи, в которую вместо радиуса контура питания и радиуса скважины стоят соответственно внешний и внутренний радиус зоны, а перепад давлений равен перепаду давлений на границах зоны. Обозначив давления на границах зон p_i , получим:

$$Q = Q_i = \frac{2 p k_i h}{M} \frac{(p_i - p_{i-1})}{\ln(R_i/R_{i-1})}. \quad (3.21)$$

Исключим из этой системы уравнений неизвестные давления на границах зон. Для этого перенесем проницаемости в знаменатель и воспользуемся правилом пропорций $a/b = c/d = \dots = (a + c + \dots)/(b + d + \dots)$, тогда получим формулу для дебита скважины в виде

$$Q = \frac{2 p h}{M} \frac{(p_i - p_{i-1})}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln(R_i/R_{i-1})}. \quad (3.22)$$

Если заменить зонально - неоднородный пласт однородным с проницаемостью k_{cp} таким образом, что дебиты зонально - неоднородного и однородного пласте были равны, тогда среднюю проницаемость можно определить по формуле:

$$k_{cp} = \frac{\ln(R_k/r_c)}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{k_i} \ln(R_i/R_{i-1})}, \quad (3.23)$$

а дебит скважины будет определяться по формуле Дюпюи:

$$Q = \frac{2 p k_{cp} h}{M} \frac{(p_k - p_c)}{\ln(R_k/r_c)}. \quad (3.24)$$

3.6 Интерференция скважин

Интерференцией называется влияние работающих скважин друг на друга. Наиболее наглядно интерференция проявляется в том, что при одинаковых условиях работы скважин суммарный дебит всех скважин растет не прямо пропорционально количеству скважин, а более сложным образом. При этом с увеличением числа скважин пуск каждой новой скважины приводит к меньшему увеличению суммарного дебита.

В подземной гидромеханике при работе групп скважин и установившемся движении несжимаемой жидкости широко используется метод суперпозиции (наложения), который следует из уравнений неразрывности и закона Дарси. Смысл метода суперпозиции состоит в том, что изменения давления в данной точке пласта, вызванное работой каждой скважины, суммируется. Поэтому будут суммироваться и вектора скоростей фильтрации. Распределение давления вокруг одной скважины в бесконечном пласте определяется в какой-либо точке А по формуле:

$$p_{1a} = p_c - \frac{Q_1 M}{2 p k h} \ln(R_k / r_{1a}) = \frac{Q_1 M}{2 p k h} \ln(r_{1a}) + c_1, \quad (3.25)$$

где r_{1a} - расстояние от скважины до точки А;

p_a - давление в точке А.

Тогда при работе n скважин, давление в точке А будет равно:

$$p_a = \sum_{i=1}^n p_{1a} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i M}{2 p k h} \ln(r_{ia}) + \sum_{i=1}^n c_1. \quad (3.26)$$

Сумму постоянных обозначим c . Будем считать, что контур питания удаленный, т.е. расстояния между скважинами гораздо меньше расстояния до контура питания. Поместим точку А на контур питания, тогда можно считать, что $r_{1a} = r_{2a} = R_k$ и $p_a = p_k$. Из этого условия получаем:

$$p_k = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i M}{2 p k h} \ln(R_k) + c. \quad (3.27)$$

Исключая постоянную c получим следующее уравнение для давления в произвольной точке пласта:

$$p_k - p_a = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i M}{2 p k h} \ln(R_k / r_{ia}). \quad (3.28)$$

Для того чтобы найти дебиты скважин при известных забойных давлениях, помещаем точку **A** на забой первой скважины, тогда $r_{1a} = r_{c1}$ - радиус первой скважины, $r_{2a} = r_{21}$ - расстояние между второй и первой скважинами и т.д., а $p_a = p_{c1}$ - забойное давление на первой скважине. Аналогично поступаем и для других скважин. Для j - той скважины получим следующее уравнение:

$$p_k - p_{cj} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i \mu}{2 \pi k h} \ln(R_k / r_{ij}). \quad (3.29)$$

В общем случае это уравнение является системой n уравнений. Первое уравнение получается, если подставить $j = 1$, второе $j = 2$ и так далее до значения $j = n$. Неизвестными могут являться, как дебиты, так и давления на скважинах. Наиболее интересны следующие частные случаи.

Непроницаемая граница. Пусть скважина расположена на расстоянии a от непроницаемой границы. Используя принцип суперпозиции (наложения) скоростей можно показать, что эта задача эквивалентна задаче о притоке к двум скважинам (рисунок 3.1). Отсюда выводится принцип отражения: для того, чтобы избавиться от прямолинейной непроницаемой границы необходимо область фильтрации зеркально отразить относительно этой границы. После этого непроницаемую границу можно убрать.



Рисунок 3.1 – Схема расположения скважины вблизи непроницаемой границы

Запишем систему уравнений интерференции скважин с удаленным контуром питания для двух скважин. Скважины одинаковые, поэтому можно записать не два уравнения, а одно, например при $j = 1$.

Из геометрии задачи следует, что

$r_{c1} = r_{c2} = r_c$, $r_{12} = r_{21} = r_c$, $Q_1 = Q_2 = Q$ и $p_{c1} = p_c$. Тогда

$$p_k - p_c = \frac{Q_M}{2 p k h} \ln(R_k/r_c) + \frac{Q_M}{2 p k h} \ln(R_k/2a) = \frac{Q_M}{2 p k h} \ln(R_k^2/(r_c 2a)). \quad (3.30)$$

Поэтому дебит скважины у непроницаемой границы вычисляется по формуле:

$$Q = \frac{2 p k h (p_k - p_c)}{M \ln(R_k^2/(r_c 2a))}. \quad (3.31)$$

Прямолинейный контур питания. Пусть скважина расположена на расстоянии a от прямолинейного контура питания. Используя принцип суперпозиции (сложения) скоростей можно показать, что эта задача эквивалентна задаче о притоке к двум скважинам (рисунок 3.2). Отсюда выводится принцип отражения: для того чтобы избавиться от прямолинейного контура питания необходимо область фильтрации зеркально отразить относительно этого контура и в отраженной области поменять знак дебитов скважин на противоположный, то есть добывающие скважины сделать нагнетательными и наоборот. После этого прямолинейный контур питания можно убрать.

Запишем систему уравнений интерференции скважин с удаленным контуром питания для двух скважин. Так, как скважины одинаковые, то можно записать не два уравнения, а одно, например при $j = 1$.



Рисунок 3.2 – Схема расположения скважины вблизи прямолинейного контура питания

Из геометрии задачи следует, что

$$r_{c1} = r_{c2} = r_c, r_{12} = r_{21} = r_c, Q_1 = Q, Q_2 = -Q \text{ и } p_{c1} = p_c.$$

Тогда

$$p_k - p_c = \frac{Q_m}{2 p k h} \ln(R_k/r_c) + \frac{(-Q)_m}{2 p k h} \ln(R_k/2a) = \frac{Q_m}{2 p k h} \ln\left(\frac{R_k}{r_c} \frac{2a}{R_k}\right). \quad (3.32)$$

Поэтому дебит скважины у прямолинейного контура питания определяется по формуле:

$$Q = \frac{2 p k h (p_k - p_c)}{m \ln(2a/r_c)}. \quad (3.33)$$

3.7 Фильтрация газа

Все формулы пунктов 3.3 - 3.6 выведены для установившегося движения несжимаемой жидкости $\rho = \text{const}(p)$, на основании уравнения неразрывности и закона Дарси:

$$Q_m = c_{ат} Q_{ат} = c u \omega = \text{const},$$

$$u = - \frac{k}{m} \frac{\partial p}{\partial s}. \quad (3.34)$$

Величины $k, \mu, \omega(s)$ от давления не зависят.

При изотермическом движении идеального газа плотность газа зависит от давления $\rho(p)$. Поэтому уравнение неразрывности потока будет справедливо для массового расхода (объемный расход с уменьшением давления будет увеличиваться). Тогда уравнения запишутся:

$$Q_m = c_{ар} Q_{ар} = c u \pi = \text{const},$$

$$u = - \frac{k}{m} \frac{\partial p}{\partial s}.$$
(3.35)

Подставим скорость фильтрации, найденную из закона Дарси, в уравнения неразрывности и запишем полученные формулы для жидкости и газа:

$$Q = u \pi = - \frac{k}{m} \frac{\partial p}{\partial s} \pi = \text{const}; \quad Q_m = c u \pi = - \frac{k c}{m} \frac{\partial p}{\partial s} \pi = \text{const}. \quad (3.36)$$

Сравнивая эти формулы видим, что они отличаются, кроме обозначений, присутствием множителя $\rho(p)$. Для того чтобы добиться полной аналогии в уравнениях, введём функцию P , которая называется функцией Лейбензона и зависит от давления:

$$dP = c(p) dp \quad \text{или} \quad P = \int c(p) dp. \quad (3.37)$$

Таким образом, уравнения изотермического установившегося движения идеального газа запишутся:

$$Q_m = c u \pi = - \frac{k}{m} \frac{\partial P}{\partial s} \pi = \text{const}. \quad (3.38)$$

Сравнивая уравнения фильтрации несжимаемой жидкости и газа, видим их полную аналогию. То есть, если в уравнениях несжимаемой жидкости заменить объемный расход $Q \Rightarrow Q_m$ - массовым расходом, а давление $p \Rightarrow P$ - функцией Лейбензона, то получим уравнения движения сжимаемой жидкости или газа. Поэтому, если для несжимаемой жидкости при притоке к скважине получена формула Дюпюи, то для сжимаемой жидкости или газа получаем формулу:

$$Q = \frac{2 p k h}{m} \frac{(p_k - p_c)}{\ln(R_k/r_c)} \Rightarrow Q_m = \frac{2 p k h}{m} \frac{(P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)}. \quad (3.39)$$

Здесь введены обозначения P_k , P_c - значения функций Лейбензона на контуре питания и на скважине. Аналогично получаются формулы при движении газа к несовершенным скважинам, интерференции газовых скважин и т.д.

При изотермическом движении идеального газа уравнение состояния газа запишется:

$$c = \frac{p}{R' T} = c_{ат} \frac{p}{p_{ат}}, \quad (3.40)$$

где $p_{ат} = 0,1$ МПа - стандартное давление;

$\rho_{ат}$ – плотность газа при стандартном давлении и пластовой температуре;

R' – газовая постоянная.

Поэтому функция Лейбензона будет равна:

$$P = \frac{c_{ат}}{p_{ат}} \int p \, dp = \frac{c_{ат}}{2 p_{ат}} p^2. \quad (3.41)$$

Постоянная интегрирования опущена, т.к. в дальнейшем всегда будет встречаться разность двух функций Лейбензона. При этом постоянные интегрирования взаимно сокращаются.

3.8. Порядок расчета

- 1). Задаемся значением давления на скважине p_c и вычисляем депрессию $p_k - p_c$. При движении газа вычисляем значения функции Лейбензона P_k и P_c и находим их разность $P_k - P_c$.
- 2). В зависимости от формы контура питания (круговой, прямолинейный) и наличия непроницаемой границы выбираем соответствующую формулу для притока к скважине жидкости или газа.
- 3). Если пласт неоднородный по толщине, а скважина несовершенна, то для каждого пропластка в отдельности находим коэффициенты C_2 и C_1 и

вычисляем приведенные радиусы скважин для этих пропластков. Если пласт зонально неоднородный, то эти коэффициенты и приведенный радиус скважины вычисляется для всей толщины пласта.

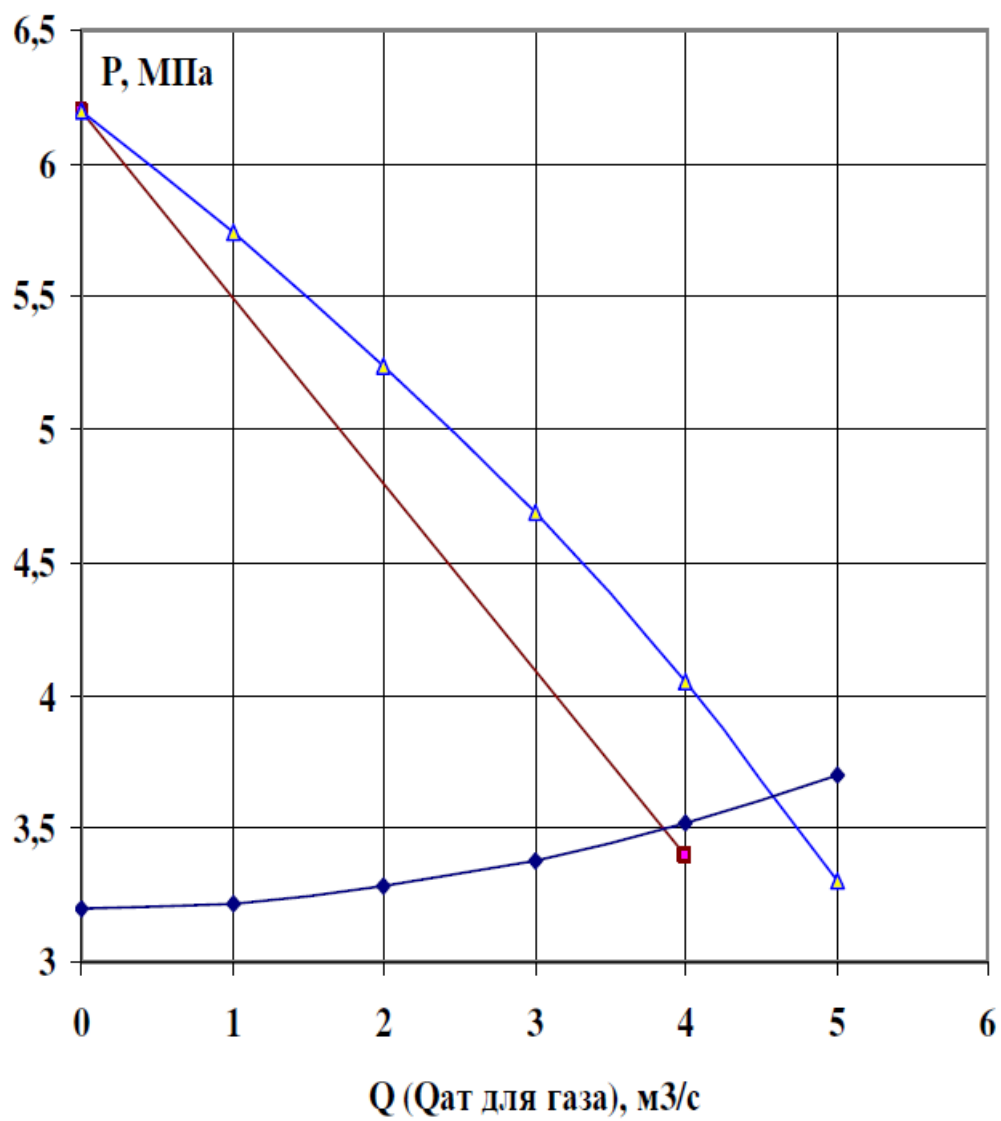
4). Определяем дебит скважины. Для неоднородного по толщине пласта по формулам п. 2 с учетом п. 3 находим дебит каждого пропластка и их суммируем (для газа находим массовые расходы). Для зонально неоднородного пласта находим среднее значение проницаемости пласта и вычисляем, с учетом несовершенства скважины, дебиты скважин.

5). Для газовых скважин находим приведенный к стандартным условиям объемный дебит $Q_{ат}$.

6). При движении газа задаемся несколькими (до пяти) значениями давления на забое скважины и для них проводим расчеты снова.

7). Строим зависимость давления на забое скважины от расхода. Т.к. для несжимаемой жидкости зависимость между давлением на забое и расходом линейная, то ее можно построить по одной точке (вторая точка $Q = 0$; $p = p_k$ - известна). На рисунке 3.3 приведены графики зависимости давления на забое скважины от расхода при движении жидкости или газа в скважине и фильтрации жидкости (газа) в пористой среде.

8). По графикам находим рабочую точку. Она находится в точке пересечения линий работы скважины и фильтрации жидкости (газа) в пласте (пересечении линий 3 и линии 1 или 2).



—■— 1 - пласт (нефть) —△— 2 - пласт (газ) —◆— 3 - скважина

Рисунок 3.3 - Зависимость давления на забое скважины от дебита

4. ОФОРМЛЕНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Оформление курсового проекта должно соответствовать установленным требованиям [5]. Структура курсового проекта должна содержать следующие разделы:

Введение.

1. Постановка задачи.

2. Гидравлический расчет движения жидкости или газа в скважине.

3. Установившееся движение жидкости или газа в пористой среде.

Заключение.

СОДЕРЖАНИЕ КУРСОВОГО ПРОЕКТА

Во «введении» следует обосновать необходимость изучения движения жидкости и газа в скважине и фильтрации их в пористой среде.

В разделе «постановка задачи» приводятся численные значения варианта и по ним строятся схемы движения жидкости или газа в скважине и пласте.

В разделе «гидравлический расчет движения жидкости (газа) в скважине» приводятся теоретические основы учета различных факторов на движение флюидов по стволу скважины. Только в последнем пункте подробно приводится численный расчет для одного из значений расходов (обычно наибольшего). Расчеты при остальных расходах подробно не приводятся, а заносятся в таблицу. В зависимости от варианта задания число пунктов раздела может быть разным, поэтому приводится теория только тех пунктов, которые используются при расчете.

В разделе «установившееся движение жидкости (газа) в пористой среде» приводятся теоретические основы учета различных факторов при фильтрации в пористой среде и только в последнем пункте подробно приводится численный расчет, строятся графики и по ним находится рабочая точка. Ниже приводится пример заключения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из поставленной задачи в курсовом проекте изучена методика расчета движения жидкости (газа) по трубам и в пористой среде. На примере решения задачи, рассматривающей совместную работу пласта и скважины, рассмотрены особенности движения жидкости (газа) в скважинах, а также влияние свойств пласта на продуктивность скважин. В результате проведенных расчетов получены аналитические зависимости забойного давления от дебита скважины при движении жидкости (газа) в скважине и при фильтрации флюида в пористой среде и построены графики этих зависимостей (рисунок 3.3).

Анализ графических зависимостей рисунка 3.3 позволяет сделать следующие выводы:

- 1) Скважина работает с дебитом $Q_{ат} = 4,6 \text{ м}^3/\text{с}$ (объемный дебит газа, приведенный к атмосферному давлению) при этом на забое скважины устанавливается давление $p_z = p_{рт} = 3,6 \text{ МПа}$;
- 2) Потери давления в пласте $p_k - p_{рт} = 6,2 - 3,6 = 2,6 \text{ МПа}$ значительно превышают потери в скважине $p_{рт} - p_z(Q=0) = 3,6 - 3,2 = 0,4 \text{ МПа}$, поэтому очевидно, что все мероприятия по увеличению дебита скважины должны быть направлены в первую очередь на снижение потерь энергии в пласте;
- 3) На основании результатов расчетов установлено, что основную долю дебита скважины составляет продукция 3-го пропластка (имеет наибольшее значение произведения проницаемости на толщину);
- 4) Для уменьшения потерь энергии в пласте необходимо увеличить проницаемость призабойной зоны по всей вскрытой толщине пласта, т.к. параметры именно этой области пласта оказывают определяющее влияние на продуктивность скважины. Для увеличения проницаемости призабойной зоны существует множество способов. Наиболее распространенные из них:

- соляно-кислотная обработка (применяется в тех случаях, когда пласт представлен карбонатными породами);
- гидроразрыв пласта (применяется, если разрез представлен терригенными и другими породами).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1.Альтшуль, А.Д. Гидравлика и аэродинамика [Текст]: учебник для вузов / А.Д. Альтшуль, Л.С. Животовский, Л.П. Иванов. – М.: Стройиздат, 1987. – 414 с.
- 2.Басниев, К.С. Подземная гидравлика [Текст]: учебник для вузов / К.С.Басниев, А.М.Власов, И.Н.Кочина, В.М.Максимов. – М.: Недра, 1986. – 303 с.
- 3.Брюханов, О.Н. Основы гидравлики, теплотехники и аэродинамики [Текст]: учебник для СПО / О.Н.Брюханов, В.И.Коробко, А.Т.Мелик- Аракелян. - М.: ИНФРА-М, 2004. – 254 с.
- 4.Штеренлихт, Д.В. Гидравлика [Текст]: учебник для вузов / Д.В.Штеренлихт. - М.: Колос, 2007. – 656 с.
- 5.Кудинов, В.А. Гидравлика [Текст]: учебное пособие / В.А.Кудинов, Э.М.Карташов. - М.: Высш. школа, 2007. – 199 с.



МИНОБРНАУКИ РОССИИ

Старооскольский филиал

федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования

**«Российский государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе»
(СОФ МГРИ)**

Кафедра «Прикладной геологии, технологии поисков и разведки МПИ»

КУРСОВОЙ ПРОЕКТ

по дисциплине «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика»

По теме: **«Расчеты движения нефти в зонально пористой неоднородной
среде к эксплуатационной скважине и подъема ее на поверхность»**

Студента курса
Заочной/очной формы обучения
Направления подготовки:
«Нефтегазовое дело» 21.03.01
Группа: НД.....

Ф.И.О. _____

Преподаватель (руководитель):
Мелентьев Сергей Григорьевич

Дата регистрации курсового проекта:
--

Оценка:

Подпись преподавателя:

Старый Оскол, 202... г.

Задание
по подготовке курсового проекта по дисциплине
«Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика»

Выдано студенту гр. НД..... Ф.И.О.

1. Тема курсового проекта «Расчеты движения нефти в пористой зонально неоднородной среде к эксплуатационной скважине и подъема ее на поверхность»
2. Тема спец.вопроса - Расчет дебита продуктивной зоны скважины
3. Срок сдачи студентом законченной работы _____
4. Исходные данные к работе:
 - 4.1. Категория скважины: эксплуатационная
 - 4.2. Проектная глубина: м
 - 4.3. Принятый дебит нефти- м³/сут
 - 4.4. Горно – геологические условия продуктивной зоны -см. табл.1.

Таблица 1. - Горно – геологические условия продуктивной зоны

Нумерация пропластка	Мощность пропластка, м	Проницаемость пропластка, м ²	Мощность вскрытия, м
№1	4.0	$0,27 \cdot 10^{-12}$	4.0
№2	3.2	$0,18 \cdot 10^{-12}$	3.2
№3	2.2	$0,32 \cdot 10^{-12}$	2.2
№4	1.8	$0,20 \cdot 10^{-12}$	0.54

Примечание: вскрытие 4-го пропластка 30%.

Задание выдал: ст. преподаватель _____ С.Г. Мелентьев

Задание принял к исполнению студент _____

Учебное издание

Сергей Григорьевич Мелентьев

Методические рекомендации

Компьютерная верстка Мелентьев С.Г.

Подписано в печать __.__.2022

Формат 60×90 1/16

изд.л.2,0

Рег. №

Бумага офсетная

Печать офсетная

Тираж 100 экз.

Уч.-

Заказ

Отпечатано с авторского оригинала в редакционно-издательском отделе

СОФ МГРИ

Старый Оскол, ул. Ленина 14/13